

ТЕОРИЯ НАФТИДОГЕНЕЗА И ОРГАНИЧЕСКАЯ ГЕОХИМИЯ

УДК 553.982

ИМИТАЦИОННАЯ СТОХАСТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ  
ЛАТЕРАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.Р. Лившиц

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия*

*Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2, Россия*

Рассматривается применение имитационного моделирования для исследования процессов латеральной миграции первичных скоплений углеводородов в прикровельной зоне коллектора. Показано, что такой подход может быть использован для получения точечных и интервальных оценок процессов аккумуляции нефти в ловушке и формирования остаточной нефтенасыщенности пласта.

*Латеральная миграция, первичные скопления УВ, нефтесборная площадь, имитационная модель, аккумуляция в ловушке, остаточная нефтенасыщенность.*

AN IMITATION STOCHASTIC MODEL OF LATERAL HYDROCARBON MIGRATION

V.R. Livshits

Application of stochastic simulation to study of the lateral migration of primary hydrocarbon pools near the roof of a collector is considered. It is shown that this approach can be used for point and interval estimations of oil accumulation in a trap and the formation of residual oil saturation.

*Lateral migration, primary hydrocarbon pools, oil catchment area, simulation, accumulation in a trap, residual oil saturation*

ВВЕДЕНИЕ

Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородистого вещества является важнейшей составной частью исследований по общей теории нефтегенеза, основные положения которой формировались в течение второй половины XX в. [Вассоевич, 1967; Конторович, 1976, 1991, 1998; Kontorovich, 1991; Конторович и др., 1999]. Выполненные исследования позволили сформулировать ряд фундаментальных закономерностей процесса нефтегенеза, таких как диссипативность, нелинейность, неустойчивость, стохастичность [Конторович, Лившиц, 2002].

Очевидно, что адекватное описание столь сложных процессов оказывается задачей весьма непростой. В то же время ее решение имеет исключительно важное значение как для теории нефтегенеза, так и для практики количественной оценки перспектив нефтегазоносности.

Традиционно в математическом моделировании процессов нефтегенеза выделяются два основных класса моделей: детерминированные модели (в частности, химико-кинетические модели нефтегазообразования — модели бассейнового моделирования) и стохастические модели.

Детерминированные модели основаны на уравнениях химической кинетики и тепло- и массопереноса в пористой среде, в результате решения которых получают единственное значение процесса [Конторович, Рогозина, 1967; Лопатин, 1969; Конторович, 1970, 1978; Вышемирский и др., 1971; Галушкин, 2007; Hantschel, Kauerauf, 2009].

Однако такой подход требует детальной характеристики среды, строение и свойства которой доступны наблюдению лишь локально при помощи бурения скважин и изучения керна, что, естественно, связано со значительными затратами. В то же время поровое пространство пласта и пластовые флюиды образуют сложную нерегулярную систему, локальные характеристики которой резко меняются от одной точки пласта к другой. Например, проницаемость среды может значительно (на порядки величин) меняться по простиранию пласта, поэтому она относится к числу наиболее трудно оцениваемых пара-

метров. Как следствие, сильно нерегулярная среда оказывается охарактеризованной лишь в отдельных точках, а экстраполяция может приводить к грубым ошибкам. Это обстоятельство не позволяет получать однозначные количественные решения, а дает возможность установления лишь качественных закономерностей, являющихся результатом усреднения по множеству возможных реализаций среды. В этом смысле результаты моделирования грубо отражают свойства реального процесса и случайным образом отличаются от истинных. При этом довольно часто более простые приближенные методы оказываются предпочтительнее, чем решение сложной системы уравнений с массой слабоконтролируемых исходных параметров [Галушкин, 2007].

В такой ситуации представляется целесообразным перейти к стохастическим моделям [Демин, Конторович, 1973; Конторович и др., 1976; Швидлер, 1985], которые не требуют однозначного определения исходной информации, а рассматривают ее как случайную, задаваемую некоторым вероятностным распределением. Так, например, фильтрационно-емкостные параметры пласта в такой модели следует рассматривать как случайные поля с корреляционными масштабами, существенно меньшими по сравнению с размерами самого пласта. При этом очевидно, что результат моделирования также оказывается случайным и должен выражаться в виде соответствующего распределения вероятностей, а адекватность модели подтверждается совпадением результатов моделирования с эмпирически установленными закономерностями моделируемого процесса. Очевидно, что стохастический и детерминированный подходы в моделировании процессов нефтидогенеза не должны противопоставляться друг другу и стохастическая модель обязана учитывать известные детерминированные соотношения.

В рамках современной осадочно-миграционной теории нефтидогенеза предполагается, что на определенных его стадиях образовавшиеся первичные углеводороды (УВ) покидают материнскую породу и образуют в коллекторах так называемые первичные скопления. Эти скопления представляют собой сферическую каплевидную связную углеводородную фазу и могут иметь нано- или микроразмеры. Вслед за С.Г. Неручевым, будем называть такие объекты глобулами [Неручев, 2006].

Ряд исследователей [Тиссо, Вельте, 1981; Шпильман, 1982; Неручев и др., 2000, 2006] полагают, что как только УВ покидают материнскую породу и занимают более крупные поры в коллекторе, сразу же должны образовываться более крупные глобулы нефти и газа.

Другие исследователи [Вышемирский и др., 1971, 1973; Трофимук и др., 1974] считают, что эмиграция битумоидов из глин не всегда приводит к образованию капель нефти в прилегающей части коллектора, а аллохтонный битумоид в составе воды распределяется по всей мощности коллектора. Последующая миграция битумоидов в коллекторах также происходит в рассеянном состоянии в водном потоке, причем значительные количества битумоидов могут переноситься в виде эмульсий и суспензий, способных преодолевать капиллярные силы в поровых каналах благодаря малым размерам взвешенных частиц. В результате изменения температуры, солевого состава вод, фильтрационного эффекта происходит выпадение битумоидов из водных растворов и взвесей, их последующая концентрация вследствие потери подвижности в тонких порах и приращивания к ним новых частиц. Таким образом, в коллекторе разрастаются и соединяются между собой скопления жидкой нефти. Когда насыщенность порового пространства достигает величины, достаточной для начала движения, глобулы перемещаются под воздействием гравитационных, капиллярных и гидродинамических сил к ловушкам, что приводит к формированию залежей УВ.

В настоящей статье предполагается, что в коллекторе уже образовались достаточно крупные глобулы нефти, латеральная миграция которых может приводить к формированию залежей, и поэтому статья посвящена математическому (стохастическому) моделированию именно этого этапа процесса нефтидогенеза — процессу латеральной миграции УВ от момента образования крупных глобул в коллекторе до их аккумуляции в ловушке и потери их массы на путях миграции.

В силу сложности процесса латеральной миграции построить его аналитическую модель не представляется возможным, так что в работе был использован имитационный подход, основы которого изложены в [Соболь, 1973; Метод..., 1981; Конторович, Лившиц, 1988; Kontorovich et al., 2001]. В работе [Лившиц, Шарнин, 2011] имитационная модель латеральной миграции была использована для выявления генезиса закона распределения скоплений УВ по крупности — степенного распределения [Шпильман, 1972, 1982; Конторович, Демин, 1977, 1979; Количественная оценка..., 1988; Бурштейн, 2004]. Имитационная модель, использованная в данной работе, направлена на исследование в первую очередь процессов накопления УВ в ловушке и формирования остаточной нефтенасыщенности пласта.

## ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

Общая схема имитационной стохастической модели латеральной миграции УВ подобна той, что использована в [Лившиц, Шарнин, 2011]. Основные отличия касаются задания поровой среды как реализации случайного поля и использование закона Дарси для определения скорости перемещения глобулы.

В качестве исходной информации модели задается размер нефтесборной площади, координаты ловушки, суммарная масса первичных скоплений в прикровельной зоне коллектора, параметры точечного поля первичных скоплений: их распределение по нефтесборной площади и по массе отдельных глобул, параметры флюидов: плотности нефти и воды, вязкости нефти, а также мощности нефтенасыщенной части коллектора и коэффициент остаточной нефтенасыщенности, временные интервалы расчета и количество реализаций.

Кроме того, необходимо задать фильтрационно-емкостные параметры пористой среды — математические ожидания и дисперсии для величин пористости, абсолютной и фазовой проницаемостей, а также для угла наклона пласта, угла направления на ловушку. В качестве этих величин можно использовать соответствующие статистические оценки, полученные по имеющимся фактическим данным.

Поскольку каждый из этих параметров моделируется случайным полем, то необходимо задать соответствующие вероятностные распределения. В предлагаемой модели в качестве такого распределения используется усеченный нормальный закон с экспоненциальной корреляционной функцией, зависящей только от расстояния  $d$  между двумя точками  $x_1$  и  $x_2$  случайного поля  $R(d) = \exp(-\gamma d)$ . Как указывается в [Гихман, Скороход, 1977], такая корреляционная функция определяет марковский процесс, т.е. процесс, значение которого в некоторой точке  $x_2$  зависит лишь от его значения в ближайшей точке  $x_1$  и не зависит от его значений в других точках. При этом условное вероятностное распределение  $f(x_2 | x_1)$  параметра  $x$  в точке  $x_2$  при условии, что в соседней точке его значение равнялось  $x_1$ , будет нормальным с математическим ожиданием  $M[x_2] = M[x_1] + R(x_2 - x_1)$  и дисперсией  $D[x_2] = D[x_1](1 - R^2)$ . Как видно из этих выражений, изменяя параметр  $\gamma$ , можно моделировать различную степень зависимости значений параметров в соседних точках поля от независимости ( $\gamma \rightarrow \infty$ ) до их равенства ( $\gamma = 0$ ). В случае, если для некоторых точек имеются фактические значения, они заменяют соответствующие имитационные величины.

После задания исходной информации, производится генерация случайного поля первичных скоплений и полей фильтрационно-емкостных параметров пласта.

Очевидно, что в силу естественной неоднородности, строения и состава нефтематеринских толщ и коллекторов возникающие первичные скопления будут иметь различный и случайный размер. В качестве вероятностного распределения, описывающего распределения первичных скоплений по массе и по латерали в начальный момент времени, принят равномерный закон распределения.

Для каждого первичного скопления определяется угол направления на ловушку, который используется как математическое ожидание случайной величины  $\phi$ , имитирующей направление смещения глобулы. Для точки среды, в которой расположено скопление, генерируются случайные величины, имитирующие ее фильтрационно-емкостные параметры, а также угол наклона пласта.

Далее, используя закон Дарси [Неручев и др., 2006], можно определить величину скорости миграции глобулы,

$$V = \frac{K \cdot K_{\phi}}{\mu \cdot m} (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}}) \cdot g \cdot \sin \alpha,$$

где  $K$ ,  $K_{\phi}$  — абсолютная и фазовая проницаемости среды соответственно,  $\gamma_{\text{н}}$ ,  $\gamma_{\text{в}}$  — плотности нефти и пластовой воды соответственно,  $\mu$  — вязкость нефти,  $m$  — коэффициент пористости,  $\alpha$  — угол наклона пласта,  $g$  — ускорение силы тяжести.

При расчетах предполагалось, что величины  $\gamma_{\text{н}}$ ,  $\gamma_{\text{в}}$ ,  $\mu$  постоянны и равны  $\gamma_{\text{н}} = 1.1$  г/см<sup>3</sup>,  $\gamma_{\text{в}} = 0.8$  г/см<sup>3</sup>, вязкость нефти — 1 сП. Коэффициент фазовой проницаемости принят равным  $K_{\phi} = 0.6$ , что отвечает соотношению нефти и воды в прикровельной части коллектора 1:1 [Неручев и др., 2006].

Поскольку величины проницаемости, пористости и угла наклона пласта случайны, скорость смещения глобулы и его величина также оказываются случайными. После этого определяется величина смещения глобулы  $r$  и ее новые координаты  $x_2 = x_1 + r \cos \phi$  и  $y_2 = y_1 + r \sin \phi$ , где  $(x_1, y_1)$  — старые координаты глобулы.

При оценке величины миграционных потерь предполагалось, что глобула имеет форму эллипсоида с полуосями  $a$ ,  $b$ ,  $c$ , объем которого определяется по формуле  $V = \frac{4}{3} \pi abc$ . Предположим, что глобула по оси  $c$  заполняет всю эффективную нефтенасыщенную толщину  $h$ , так что  $h = 2c$ , а отношение осей  $a$  и  $b$  обозначим через  $\lambda$ ,  $a = \lambda b$ . Тогда  $V = \frac{2}{3\lambda} \pi a^2 h$ , откуда  $a = \sqrt{\frac{3\lambda M}{2\pi h \gamma_{\text{н}}}}$ , где  $M$  — масса глобулы. Объемные потери нефти будут  $V_{\text{н}} = V K_{\text{он}} m$ , где  $K_{\text{он}}$  — коэффициент остаточной нефтенасыщенности, принятый равным 40 %,  $m$  — коэффициент пористости, а соответствующая потеря массы составит  $M_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} V_{\text{н}}$ .

Тогда потеря массы на единицу пути (в направлении оси  $a$ ) составит  $\sqrt{\frac{2\pi \gamma_{\text{н}} M h}{2\lambda}} m K_{\text{он}}$ .

Масса глобулы, оказавшейся достаточно близко к локальному поднятию, аккумулируется в ловушке.

Процедура повторяется для всех первичных скоплений. Скопления, оказавшиеся достаточно близкими, объединяются: их массы суммируются, а пара таких скоплений заменяется одним. Таким образом, общее число первичных скоплений уменьшается со временем, во-первых, за счет их слияния, во-вторых, за счет миграционных потерь, когда вся масса скопления переходит в «мертвую» нефть и, в-третьих, за счет аккумуляции части скоплений в ловушке.

После завершения цикла по скоплениям, процедура повторяется на следующем временном шаге и завершается после выполнения заданного числа шагов. Результат моделирования представляется временными зависимостями количества свободных скоплений, их суммарной массы, числа глобул и массы нефти, аккумулированной в ловушке, величиной суммарной остаточной нефтенасыщенности, количества глобул, полностью рассеившихся на путях миграции.

Процесс моделирования иллюстрируется на рис. 1, где показаны положения первичных скоплений и их относительные массы в различные моменты времени.

Многочисленный повтор всего указанного процесса моделирования при одних и тех же входных параметрах и различных случайных флуктуациях позволяет получить множество реализаций, имитирующих динамику процесса миграции, а искомые характеристики и их флуктуации оцениваются статистически по множеству таких реализаций.

### АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Для рассмотренной выше модели процесса латеральной миграции первичных скоплений нефти, в качестве ее основных характеристик приводятся временные зависимости массы нефти аккумулированной в ловушке (в долях от начальной суммарной массы) и суммарной массы нефти, образующей остаточную нефтенасыщенность пласта (в долях от начальной суммарной массы).

Первоначально модель исследовалась при отсутствии флуктуаций фильтрационно-емкостных свойств среды (дисперсии всех случайных величин полагались равными нулю), так что значения фильтрационно-емкостных свойств оставались постоянными во всех точках пласта. Очевидно, что при этом скорость миграции глобул также остается постоянной. Для значений  $m = 0.2$ ,  $K = 0.02D$ ,  $\alpha = 1^\circ$  она составляет около 100 км/млн лет.

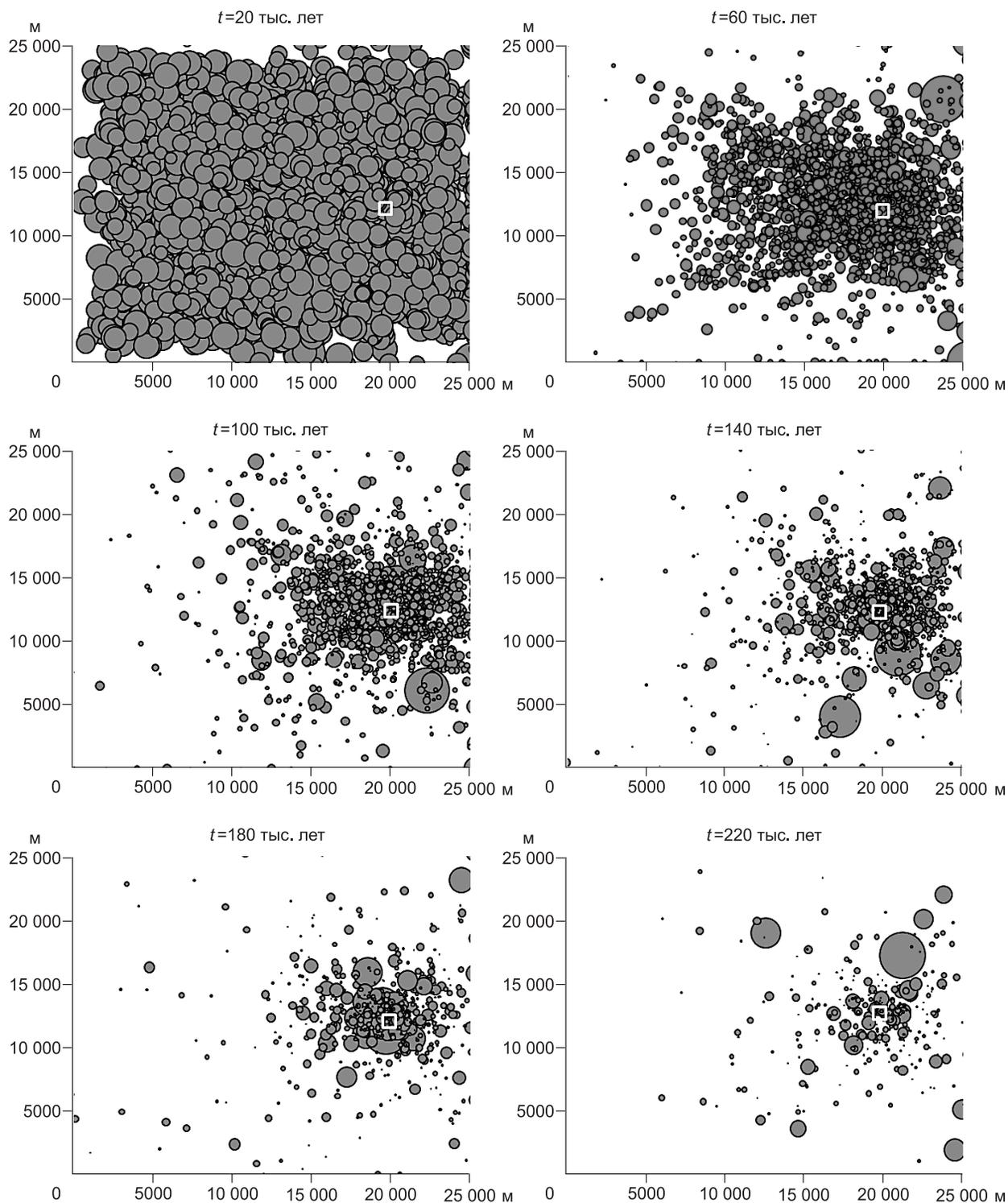
Результаты моделирования показаны в виде временных зависимостей на рис. 2 и 3. На рис. 2 приведены зависимости массы нефти, аккумулированной в ловушке при различных значениях коэффициента пористости пласта  $m$ , величины угла наклона пласта  $\alpha$  и величины абсолютной проницаемости коллектора  $K$ , а на рис. 3 — зависимости суммарной массы остаточной нефтенасыщенности при тех же значениях параметров.

Из выражений для закона Дарси и величины миграционных потерь следует, что скорость миграции глобул и величина остаточной нефтенасыщенности определяются проницаемостью, углом наклона и коэффициентом пористости пласта.

Очевидно, что характер влияния проницаемости и угла наклона пласта на процесс миграции одинаков, поскольку увеличение как той, так и другой величин приводит к повышению скорости миграции глобул, что увеличивает их смещение и, следовательно, скорость аккумуляции нефти в ловушке и скорость роста миграционных потерь (см. рис. 2, 3).

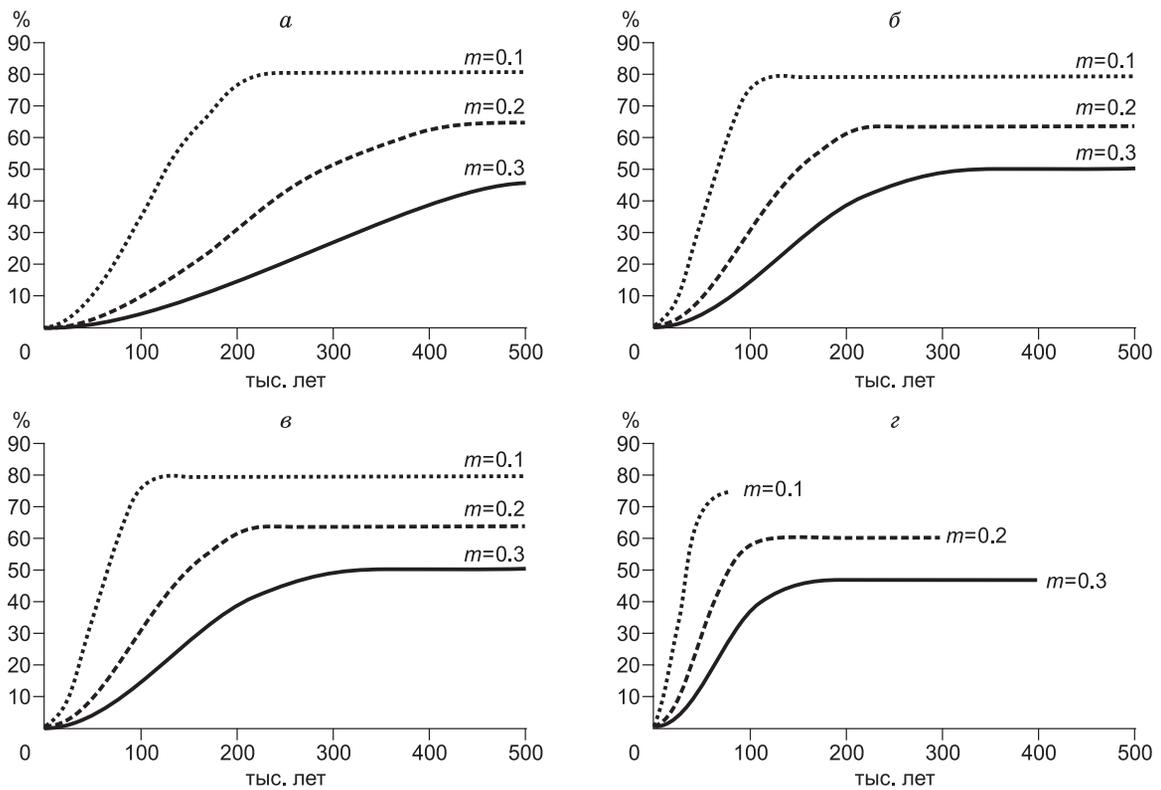
Влияние коэффициента пористости на процесс аккумуляции нефти в ловушке также очевидно: с ростом пористости падает скорость миграции скоплений и, как следствие, скорость их аккумуляции в ловушке. При высокой скорости миграции (низкой пористости среды), свободные глобулы быстрее достигают ловушки и быстрее исчерпываются (см. рис. 2).

Несколько сложнее оказывается влияние коэффициента пористости на процесс формирования остаточной нефтенасыщенности. Его увеличение, с одной стороны, ведет к росту миграционных потерь, а с другой, — в такой же степени, уменьшает скорость миграции и, следовательно, величину смещения глобулы, так что результирующие потери за единицу времени остаются прежними и не зависят от пористости. Однако они зависят от времени миграции глобулы до ловушки: при низкой скорости миграции увеличивается время достижения глобулой ловушки, глобулы более длительное время остаются в зоне миграции, теряя часть своей массы, что и увеличивает суммарную массу потерь. Причем, как видно из рис. 3, этот эффект практически не проявляется на небольших временах, когда большая часть свободных глобул находится в зоне миграции и еще достаточно далека от ловушки, потери практически не зависят от коэффициента пористости. С течением времени количество свободных глобул убывает тем быстрее, чем больше скорость миграции (меньше пористость среды), так что не остается свободной массы, которая могла бы увеличивать миграционные потери, что и сокращает их величину при меньшей пористости среды.



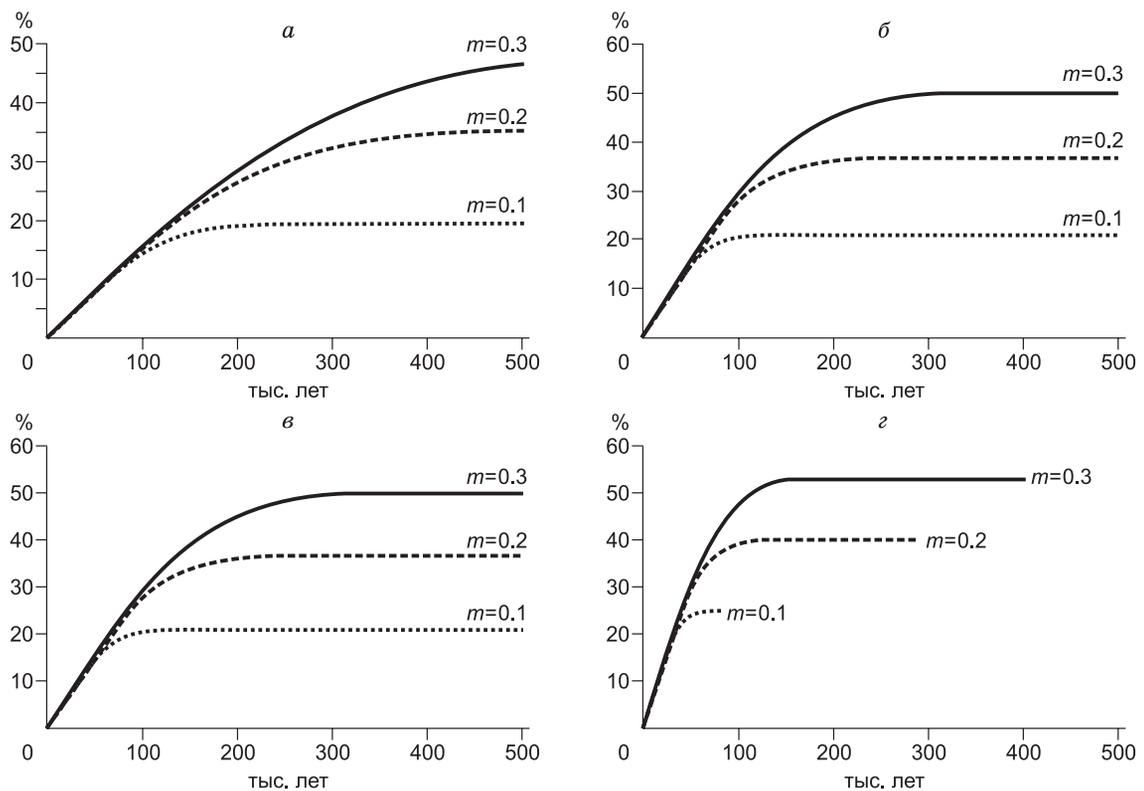
**Рис. 1. Положение ловушки, первичных скоплений и их относительные массы в различные моменты времени.**

Следует также заметить, что рассмотренные зависимости справедливы лишь в предположении, что процесс генерации к рассматриваемому моменту времени уже закончился, так что в прикловельной зоне коллектора присутствует конечное число скоплений. В противном случае, если процессы генерации и вертикальной миграции продолжаются, то величины аккумулированной массы и массы потерь будут достигать насыщения значительно позднее и в силу совершенно иных причин.



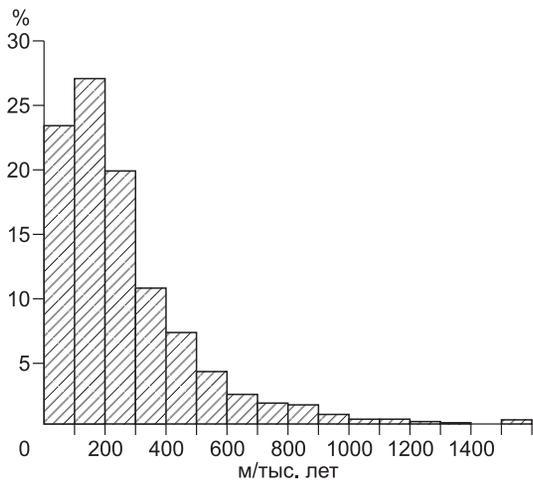
**Рис. 2. Изменение массы аккумулярованной в ловушке нефти во времени при различных значениях коэффициента пористости пласта  $m$  для параметров:**

а)  $\alpha = 1^\circ, K = 0.01D$ ; б)  $\alpha = 1^\circ, K = 0.02D$ ; в)  $\alpha = 2^\circ, K = 0.01D$ ; г)  $\alpha = 2^\circ, K = 0.02D$ .



**Рис. 3. Изменение суммарной массы остаточной нефтенасыщенности во времени при различных значениях коэффициента пористости пласта  $m$  для параметров:**

а)  $\alpha = 1^\circ, K = 0.01D$ ; б)  $\alpha = 1^\circ, K = 0.02D$ ; в)  $\alpha = 2^\circ, K = 0.01D$ ; г)  $\alpha = 2^\circ, K = 0.02D$ .



**Рис. 4. Распределение скорости латеральной миграции глобул в имитационной модели:**

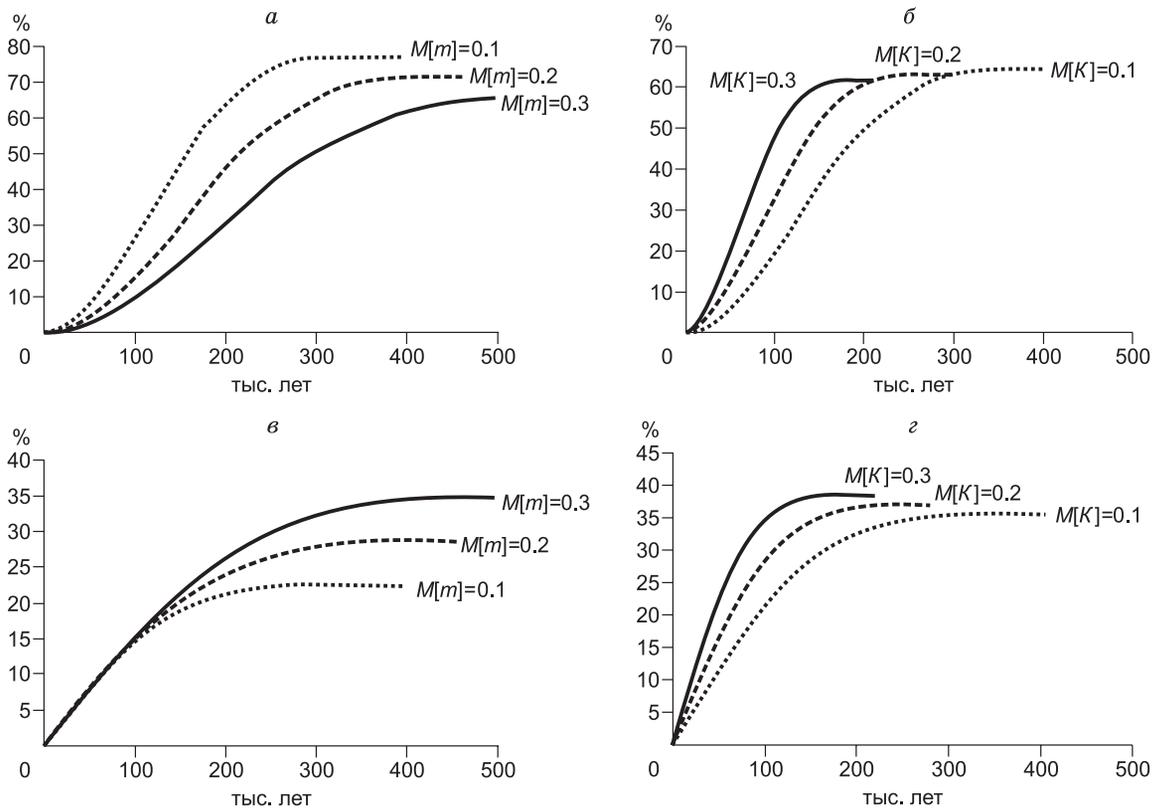
$M[m] = 0.2$ ,  $M[K] = 0.02D$ ,  $M[\alpha] = 2^\circ$ ,  $\sigma[m] = 0.1$ ,  $\sigma[K] = 0.01D$ ,  $\sigma[\alpha] = 0.5^\circ$ .

Учет флуктуаций параметров пористой среды оказывает существенное влияние на рассматриваемые процессы. Поскольку фильтрационно-емкостные параметры пласта теперь рассматриваются как случайные, то случайной величиной оказывается и скорость смещения первичного скопления.

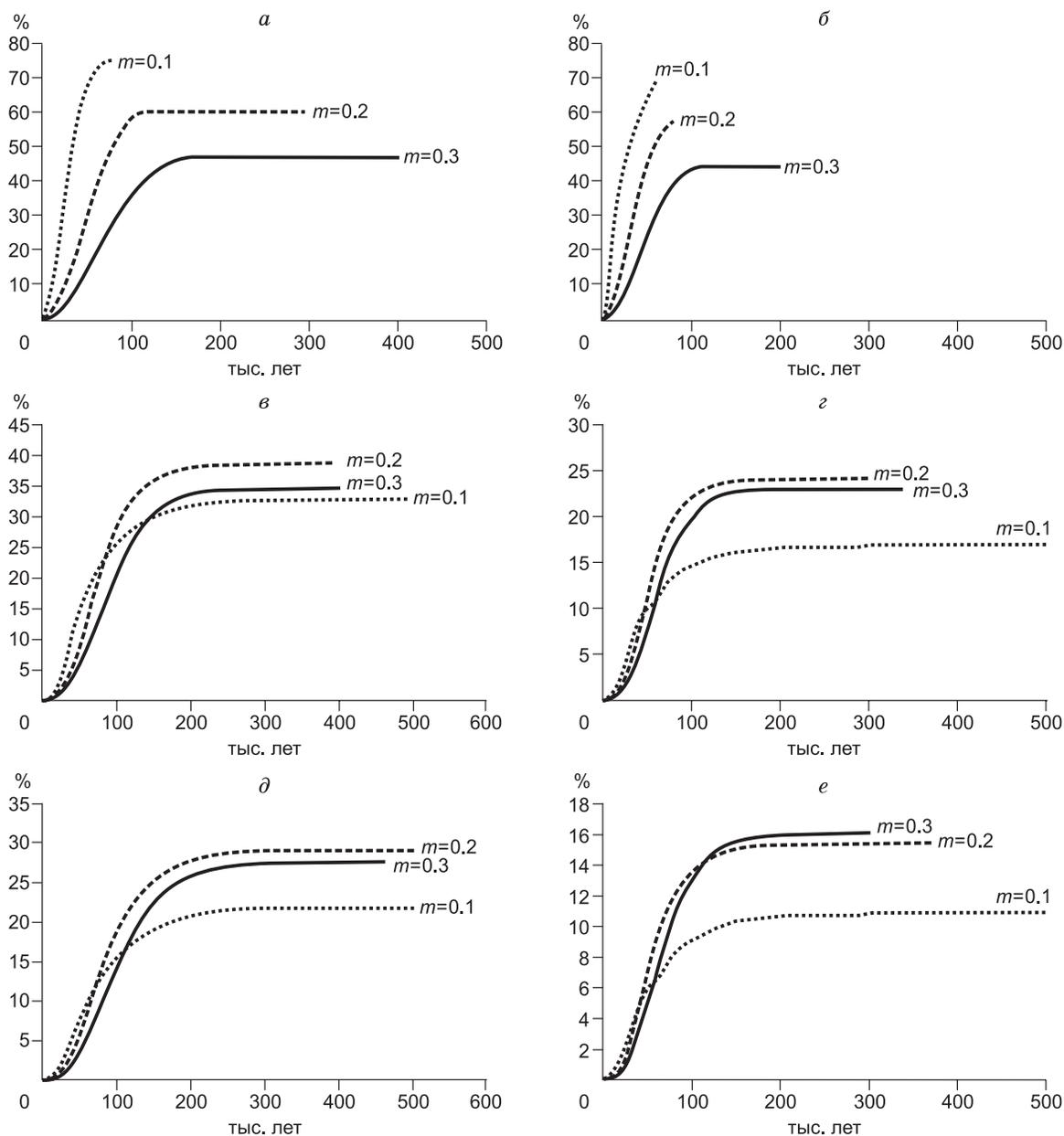
На рис. 4 приведена гистограмма распределения скоростей миграции глобул, получаемых в рассматриваемой модели для математических ожиданий  $M[m] = 0.2$ ,  $M[K] = 0.02D$ ,  $M[\alpha] = 2^\circ$  и стандартных отклонений

$\sigma[m] = 0.1$ ,  $\sigma[K] = 0.01D$ ,  $\sigma[\alpha] = 0.5^\circ$ . С.Г. Неручев оценивает эту величину для платформенных областей от 0.5 до 500 км/млн лет [Неручев и др., 2000]. Как видно из рисунка, скорость миграции в модели колеблется в диапазоне от 0.5 до 1500 км/млн лет, наиболее вероятное значение заключено между 100 и 200 км/млн лет, среднее — 270 км/млн лет, стандартное отклонение — 250 км/млн лет. Таким образом, статистические характеристики скорости миграции скоплений в модели не противоречат имеющимся оценкам этой величины.

Случайный разброс в значениях параметров пористой среды приводит к тому, что в процессе миграции одновременно принимают участие глобулы, обладающие различными случайными скоростями. При значительном общем количестве глобул, участвующих в процессе, спектр их скоростей может оказаться весьма широк, так что будет существовать достаточное количество глобул, обеспечивающих



**Рис. 5. Изменение во времени массы аккумулярованной в ловушке нефти (а) и суммарной массы остаточной нефтенасыщенности (б), при различных средних значениях коэффициента пористости пласта  $M[m]$  (1 —  $\alpha = 1^\circ$ ,  $K = 0.01D$ ,  $\sigma[m] = 0.1$ ) и средних значениях проницаемости пласта  $M[K]$  (2 —  $\alpha = 1^\circ$ ,  $m = 0.2$ ,  $\sigma[K] = 0.01D$ ).**



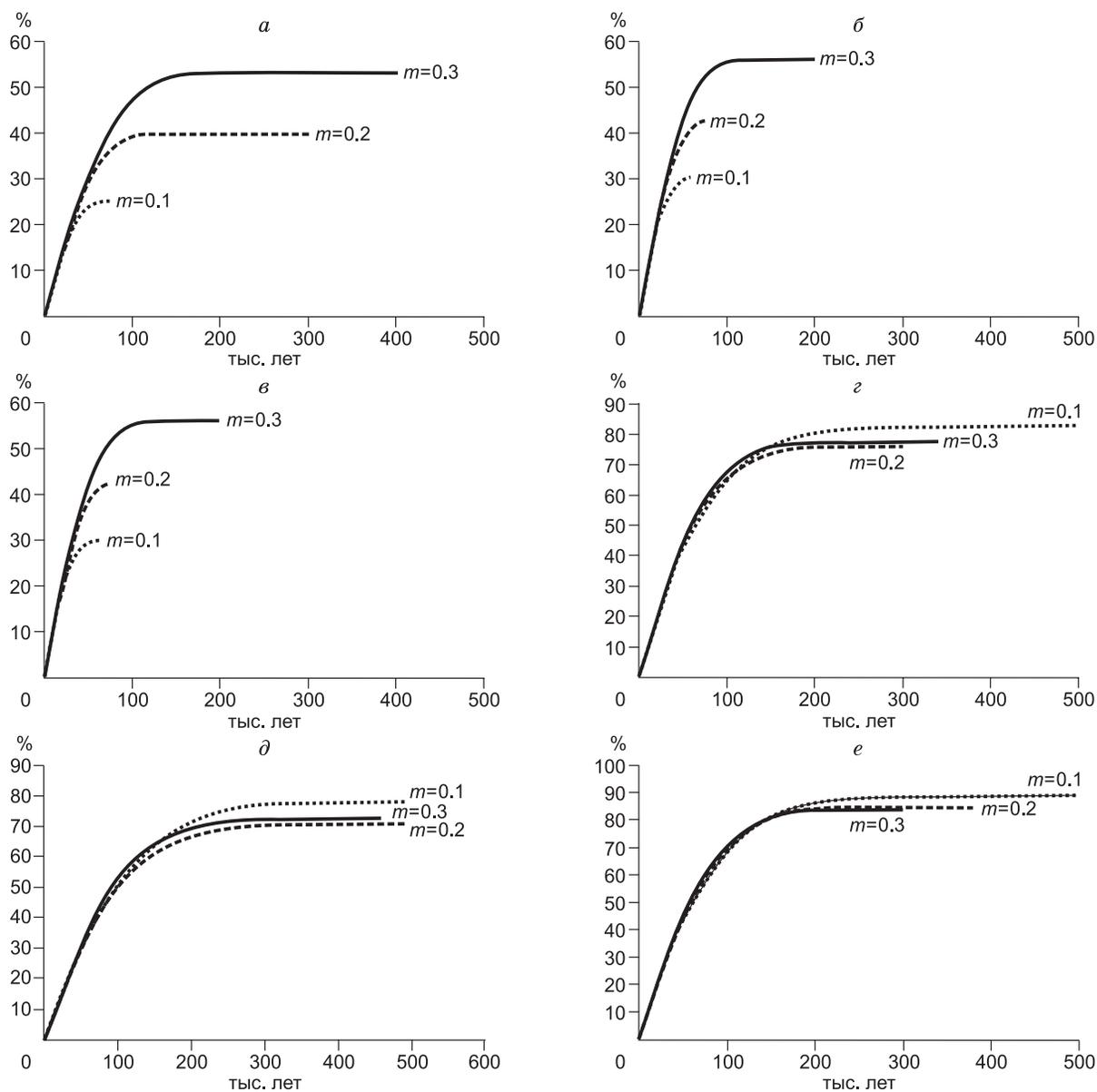
**Рис. 6. Изменение во времени массы аккумулированной в ловушке нефти при различных значениях коэффициента пористости пласта  $m$ :**

а)  $K = 0.02D, \sigma[\varphi] = 0^\circ$ ; б)  $K = 0.03D, \sigma[\varphi] = 0^\circ$ ; в)  $K = 0.02D, \sigma[\varphi] = 3^\circ$ ; г)  $K = 0.03D, \sigma[\varphi] = 3^\circ$ ; д)  $K = 0.02D, \sigma[\varphi] = 5^\circ$ ; е)  $K = 0.03D, \sigma[\varphi] = 5^\circ$ .

примерно одинаковую вероятность их объединения, достижения ловушки и постоянства величины миграционных потерь при различных значениях параметров среды.

Таким образом, наличие достаточно большого числа мигрирующих в коллекторе скоплений, обладающих различными скоростями (что обеспечивается разнообразием и случайностью самой пористой среды), может приводить к качественно отличному эффекту — нивелированию влияния значений параметров среды на результирующие характеристики процесса миграции.

В частности, появление флуктуаций пористости, проницаемости и угла наклона пласта должно приводить к ослаблению результирующих характеристик процесса миграции от математических ожиданий этих параметров. Так, на рис. 5 приведены зависимости массы аккумулированной в ловушке нефти и массы миграционных потерь от времени при флуктуации коэффициентов пористости и проницаемос-



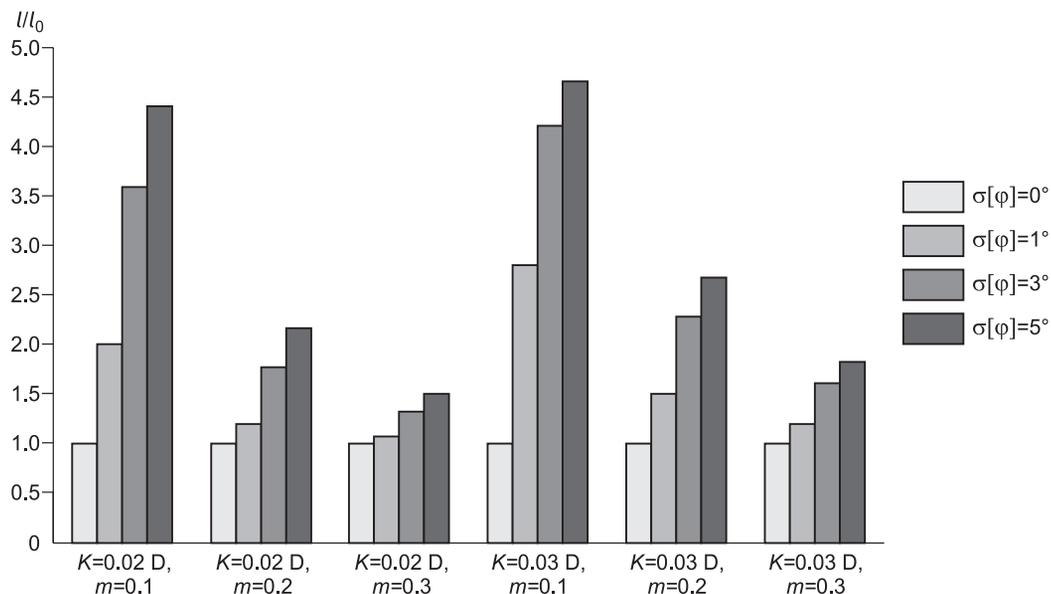
**Рис. 7. Изменение во времени массы остаточной нефтенасыщенности при различных значениях коэффициента пористости пласта  $m$ :**

а)  $K = 0.02D$ ,  $\sigma [\varphi] = 0^\circ$ ; б)  $K = 0.03D$ ,  $\sigma [\varphi] = 0^\circ$ ; в)  $K = 0.02D$ ,  $\sigma [\varphi] = 3^\circ$ ; г)  $K = 0.03D$ ,  $\sigma [\varphi] = 3^\circ$ ; д)  $K = 0.02D$ ,  $\sigma [\varphi] = 5^\circ$ ; е)  $K = 0.03D$ ,  $\sigma [\varphi] = 5^\circ$ .

ти среды. Из сравнения этого рисунка с рис. 2 и 3 видно, как ослабляется влияние средних значений пористости на результирующие характеристики при флуктуации этого параметра.

Более сложным оказывается влияние флуктуаций направления смещения глобулы, вызванные латеральной неоднородностью среды. На рис. 6 и 7 приведены временные зависимости массы нефти аккумулятивной в ловушке и величины остаточной нефтенасыщенности при различных значениях дисперсии угла направления миграции глобулы  $\varphi$ . Как видно из этих рисунков, появление таких флуктуаций ведет к качественно иным зависимостям как массы аккумулятивной в ловушке нефти, так и массы миграционных потерь.

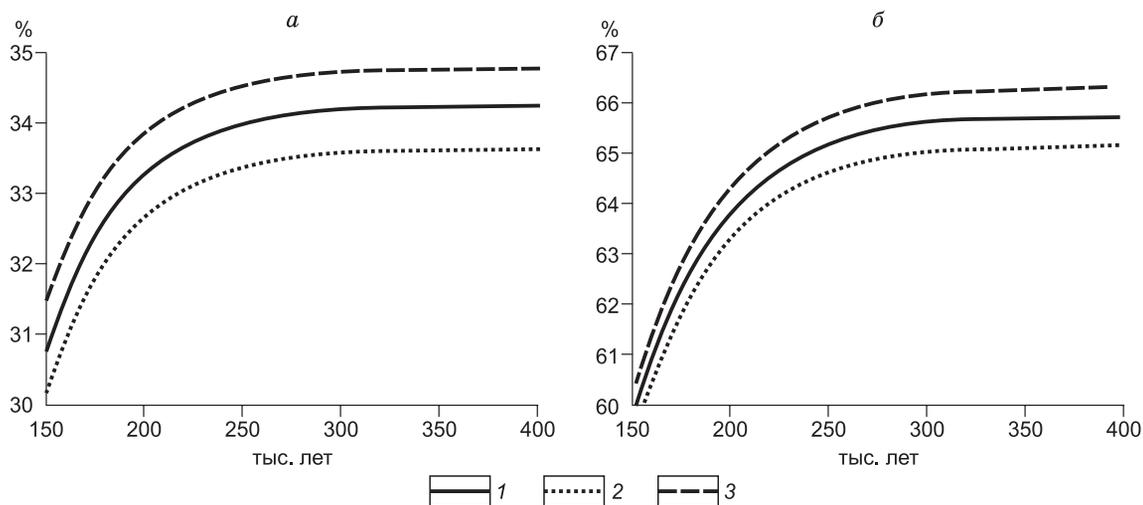
Действительно, при отсутствии флуктуаций в направлении смещения глобулы, их траектории прямолинейны, так что, как указывалось выше, с ростом пористости масса аккумулятивной нефти уменьшается, а потери увеличиваются. Флуктуации в направлении смещения глобул приводят к изломанности траекторий и, как следствие, к увеличению расстояния миграции, причем это расстояние ока-



**Рис. 8.** Отношение средней длины ( $l$ ) пути миграции глобулы к длине ( $l_0$ ) прямолинейного пути ( $\sigma[\varphi] = 0$ ) при различной степени латеральной неоднородности пласта.

зывается тем больше, чем больше скорость миграции, т.е. тем больше, чем меньше пористость среды и больше ее проницаемость. Это иллюстрируется на рис. 8, где показана средняя длина пути миграции глобулы (по сравнению с прямолинейной траекторией) при различных значениях параметров среды и дисперсии угла  $\varphi$ . Очевидно, что следствием увеличения расстояния миграции оказывается увеличение времени достижения глобулой ловушки, уменьшение массы аккумулированной нефти и увеличение миграционных потерь.

Из сказанного следует, что различные количественные соотношения между параметрами среды могут приводить к качественно различному поведению результирующих характеристик процесса миграции, причем оценить воздействие флуктуаций по всей совокупности параметров на эти характеристики оказывается крайне сложно.



**Рис. 9.** Зависимость от времени среднего значения (1), нижней (2) и верхней (3) доверительных границ для 70 % доверительного интервала:

а) доли суммарной начальной массы первичных скоплений нефти, аккумулированной в ловушке, б) доли суммарной начальной массы первичных скоплений нефти, составляющую остаточную нефтенасыщенность пласта;  $M[m] = 0.2$ ,  $M[K] = 0.02D$ ,  $M[\alpha] = 2^\circ$ ,  $\sigma[m] = 0.1$ ,  $\sigma[K] = 0.01D$ ,  $\sigma[\alpha] = 0.5^\circ$ .

Наконец, как указывалось выше, многократная «прогонка» модели при одних и тех же значениях исходных параметров и различных флуктуационных воздействиях позволяет получать статистические оценки результирующих характеристик. На рис. 9, а, показаны временные зависимости среднего значения доли нефти, аккумулированной в ловушке, а также доверительные границы для 70 % доверительно-го интервала, а на рис. 9, б, аналогичные зависимости для доли суммарной остаточной нефтенасыщенности, полученные по 100 реализациям процесса миграции.

Как видно из этих рисунков, ширина доверительного интервала для массы аккумулированной нефти и величины миграционных потерь оказывается небольшой, что говорит о невысоком вкладе стохастической составляющей в эти характеристики, т.е. о значительной предопределенности рассматриваемых процессов.

Таким образом, предлагаемая имитационная модель латеральной миграции первичных скоплений УВ, выполненные с ее помощью вычислительные эксперименты и анализ полученных результатов позволяют заключить, что имитационный подход может быть использован для изучения процесса латеральной миграции УВ. Модель позволяет исследовать влияние фильтрационно-емкостных и геометрических свойств пласта, а также случайных флуктуаций этих величин на временные характеристики процессов миграции, аккумуляции и формирования остаточной нефтенасыщенности. Многократная «прогонка» модели при одних и тех же значениях параметров распределений фильтрационно-емкостных и геометрических свойств пласта и различных их случайных флуктуаций и позволяет получать статистические оценки временных характеристик процессов аккумуляции и формирования остаточной нефтенасыщенности, и, в частности, получать точечные и интервальные оценки сверху запасов месторождений.

Данное исследование выполнено в рамках работ по проектам СО РАН 73.4.1 «Разработка методов и вероятностная оценка традиционных ресурсов нефти, природного газа и конденсата в осадочной оболочке Земли, а также в бассейнах докембрия и фанерозоя Сибири» и 73.2.1 «Органическая геохимия, история формирования и эволюции нефтегазовых систем в осадочных бассейнах докембрия и фанерозоя Сибири».

#### ЛИТЕРАТУРА

**Бурштейн Л.М.** Возможный механизм формирования распределения скоплений углеводородов по крупности // Геология и геофизика, 2004 (7), с. 815—825.

**Вассоевич Н.Б.** Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Изв. АН СССР, Сер. геология, 1967, № 11, с. 135—156.

**Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.** Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, Наука, 1971, 167 с.

**Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.** Успехи органической теории происхождения нефти. Современные проблемы геологии и геохимии горючих и полезных ископаемых. М., Наука, 1973.

**Галушкин Ю.И.** Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности М., Научный мир, 2007, 456 с.

**Гихман И.И., Скороход А.В.** Введение в теорию случайных процессов. М., Наука, 1977, 570 с.

**Демин В.И., Конторович А.Э.** Применение математических методов и ЭВМ при подсчете запасов нефти и газа промышленных категорий // Геология и геофизика, 1973 (10), с. 3—13.

**Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов / Ред. А.Э. Конторович.** М., Недра, 1988, 223 с.

**Конторович А.Э.** Теоретические основы объемно-генетического метода оценки потенциальных ресурсов нефти и газа // Материалы по геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск, 1970, с. 4—51 (Тр. СНИИГГиМС; вып. 95).

**Конторович А.Э.** Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., Недра, 1976, 250 с.

**Конторович А.Э.** Генетические принципы раздельного прогноза нефтегазоносности и газоносности // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М., 1978, с. 189—204.

**Конторович А.Э.** Общая теория нефтидогенеза. Базисные концепции, пути построения // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. Новосибирск, Наука, 1991, с. 29—44.

**Конторович А.Э.** Осадочно-миграционная теория нефтидогенеза: состояние на рубеже XX и XXI вв., пути дальнейшего развития // Геология нефти и газа, 1998, № 10, с. 8—16.

**Конторович А.Э., Рогозина Е.А.** Масштабы образования углеводородных газов в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности // Геология и нефтегазоносность юго-востока Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, 1967, с. 13—25 (Тр. СНИИГГиМСа, вып. 65).

- Конторович А.Э., Демин В.И.** Метод оценки количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа в крупных нефтегазоносных бассейнах // Геология нефти и газа, 1977, № 12, с. 18—26.
- Конторович А.Э., Демин В.И.** Прогноз количества и распределения по запасам месторождений нефти и газа // Геология и геофизика, 1979 (3), с. 26—46.
- Конторович А.Э., Лившиц В.Р.** Имитационная стохастическая модель распределения месторождений нефти и газа по ресурсам // Советская геология, 1988, № 9, с. 99—107.
- Конторович А.Э., Лившиц В.Р.** Детерминированный характер процесса нефтеобразования в истории Земли и его количественные характеристики // Геология нефти и газа, 2002, № 1, с. 9—16.
- Конторович А.Э., Демин В.И., Краснов О.С.** Прогноз подготовки ресурсов газа с применением математических методов // Повышение эффективности разработки и ускорение ввода в промышленное освоение месторождений газа в СССР. Харьков, 1976, с. 69—70.
- Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р.** Современное состояние и перспективы развития нелинейной теории нафтидогенеза // Сб. научн. трудов к 70-летию ВНИГРИ. СПб., ВНИГРИ, 1999, с. 49—54.
- Лившиц В.Р., Шарнин А.А.** Об одном возможном механизме формирования распределения скоплений углеводородов по крупности // Геология нефти и газа, 2011, № 5, с. 12—18.
- Лопатин Н.В.** Температура и геологическое время как факторы углефикации // Изв. АН СССР. Сер. геол., 1969, № 1, с. 96—98.
- Метод Монте-Карло в нефтяной геологии** / М.Д. Белонин, Ю.В. Подольский, И.С. Симакова // Обзор: Сер. Математические методы исследований в геологии. М., ВИЭМС, 1981.
- Неручев С.Г., Моисеева О.Б., Климова Л.И., Смирнов С.В.** Моделирование процессов миграции и аккумуляции нефти и газа в ловушках // Геология и геофизика, 2000, т. 41 (8), с. 1145—1164.
- Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнова С.В., Андреева О.А., Климова Л.И.** Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основании моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. СПб., Недра, 2006, 364 с.
- Соболь И.М.** Численные методы Монте-Карло. М., Наука, 1973, 312 с.
- Тиссо Б., Вельте Д.** Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981, 502 с.
- Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Неручев С.Г.** Фракционирование битумоидов в процессах миграции // Геология и геофизика, 1974 (5), с. 124—129.
- Швидлер М.И.** Статистическая гидродинамика пористых сред. М., Недра, 1985, 288 с.
- Шпильман В.И.** Методика прогнозирования размеров месторождений // Тр. ЗапСибНИГНИ, 1972, вып. 53, с. 118—126.
- Шпильман В.И.** Количественный прогноз нефтегазоносности. М., Недра, 1982, 215 с.
- Kontorovich A.Eh.** Formation of oil and gas in the Earth's crust // Petroleum geology handbook / Ed. N.A. Eremenko. OSI Publications, Los Angeles, California, U.S.A. 1991, p. 548—569.
- Kontorovich A., Domain V., Livshits V.** Size distribution and dynamics of oil and gas field discoveries in petroleum basins // AAPG Bull., 2001, v. 85, № 9, p. 1609—1622.
- Hantschel T., Kauerauf A.I.** Fundamentals of basin and petroleum systems modeling, DOI 10.1007/978-3-540-72318-9 1, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2009.

*Поступила в редакцию  
28 февраля 2013 г.*